

АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ

типичные для баженовской свиты [6], обнаруживаются в верхнеюрских отложениях лишь в пределах Норвежского континентального шельфа (рис.1, [2]).

В разрезе СГ-6 аномальные изменения геофизических параметров наблюдаются в самой кровельной части баженовской свиты, содержащей карбонатный пропласток. О наличии карбонатов в составе верхнеюрских битуминозных аргиллитов в изученной части Арктики не упоминается.

Литература

1. Богоявленский В. И., Полякова И. Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона //Бурение и нефть. – 2011. – №. 1. – С. 8-11.
2. Гавшин В. М., Захаров В. А. Баженовиты на Норвежском континентальном шельфе //Геология и геофизика. – 1991. – Т. 1. – С. 62-71.
3. Дахнова М. В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов //Геология нефти и газа. – 2007. – №. 2. – С. 82-89.
4. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 680 с.
5. Маргулис Е. А. Факторы формирования уникального Штокмановско-Лудловского узла газонакопления в Баренцевом море //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – №. 2.
6. Номоконова Г. Г. Геофизическая характеристика и нефтеносность баженовской свиты //Геофизические методы при разведке недр: материалы конференции. – 2016. – С. 154-157.
7. Столбов Н. М. К вопросу о возрасте траппового магматизма архипелага Земля Франца-Иосифа по радиологическим данным //Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. СПб.: ВНИИОкеангеология. – 2002. – №. 4. – С. 199-202.

ПЕТРОФИЗИКА КОЛЛЕКТОРОВ ШТОКМАНОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ: СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ Д.Н. Губинский

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Уникальное Штокмановское газоконденсатное месторождение открыто в 1988 в российском шельфе Баренцева моря. Оно располагается в мегаседловине центральной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба на глубинах 1780-2300 м. Залежи Штокмановского месторождения приурочены к юрским песчаным пластам - Ю₀, Ю₁, Ю₂ с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), обусловленными слабым уплотнением и низким содержанием (до 15%) и каолининовым составом цемента. В кровле юрских отложений располагается региональный волжский флюидоупор – битуминозные аргиллитоподобные глины с повышенной радиоактивностью и пониженной ($1,97-2,18 \text{ г/см}^3$) плотностью [2].

Наиболее полно петрофизика коллекторов Штокмановского месторождения изучена сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [1]. В настоящей статье излагаются результаты сравнительного анализа петрофизических данных этих исследований с исследованиями на месторождениях существенно более изученной

Западно-Сибирской нефтегазосной провинции. Для сравнения взяты месторождения с залежами в близких по возрасту и близких по фазовому составу и глубинам залегания нефтегазовыми комплексами (НГК). Это Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение (Альб-Верхнеломовский НГК, 1750-2100 м), расположенное в северной газовой части Западной Сибири (вблизи Ямбурга), и Крапивинское нефтяное (Верхнеюрский НГК, 2690-2730 м) на юго-востоке Западной Сибири. В продуктивном пласте Крапивинского месторождения Ю₁³ выделены 4 типа коллекторов, в том числе «суперколлекторы» – тип I (рис.1).

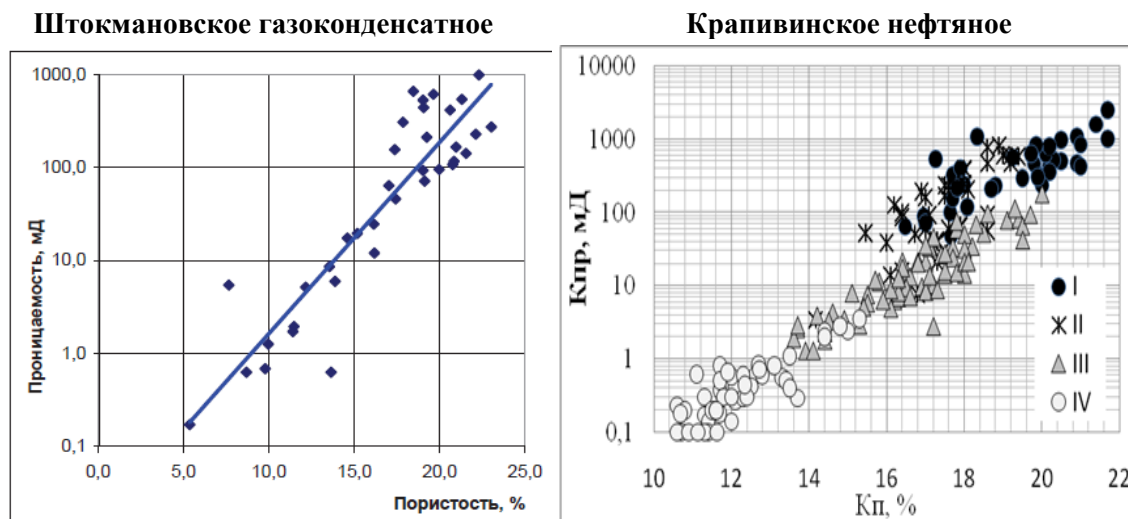


Рис. 1. Зависимости между открытой пористостью и проницаемостью продуктивных юрских пластов Штокмановского [1] и Крапивинского (для разных типов коллектора) [3] месторождений

Сравнивалась вся имеющаяся петрофизическая информация по коллекторам месторождений, в первую очередь петрофизические уравнения, устанавливающие взаимосвязь между пористостью (K_p) и проницаемостью (K_{pr}), а также между электрическими параметрами пористости (P_n) и нефтенасыщенности (P_n) и пористостью, водонасыщенностью (K_v) соответственно (рис.1, табл.1).

Таблица 1

Петрофизические уравнения коллекторов сравниваемых месторождений

| Месторождение | $\lg K_{pr} = a \cdot K_p + b$ | | $P_n = c / K_p^m$ | | $P_n = d / K_v^n$ | |
|-----------------------|--------------------------------|--------|-------------------|-------|-------------------|-------|
| | a | b | c | m | d | n |
| Штокмановское | 0,2054 | -1,854 | 1,644 | 1,471 | 0,81 | 1,98 |
| Юрхаровское | 0,281 | -4,56 | 1,001 | 1,793 | 1,011 | 1,786 |
| Крапивинское, I тип | 0,2059 | -1,405 | 0,773 | 1,875 | 0,983 | 1,988 |
| Крапивинское, III тип | 0,2832 | -3,606 | 2,153 | 1,31 | | |

Результаты проведенных исследований кратко сводятся к следующему.

Петрофизические уравнения, выбранные для сравнения месторождений, существенно различаются по тесноте связи между параметрами, оцененной по коэффициенту надежности аппроксимации R^2 . Наибольшей теснотой связи отличается уравнение для оценки нефтегазонасыщенности коллекторов $P_n = d / K_v^n$ ($R^2 > 0,91$), что можно объяснить предельно высокой нормализацией (обезличиванием) P_n . По этому уравнению сравниваемые месторождения (табл.) равно как и типы коллекторов и отдельные пласты на Крапивинском и

Юрхаровском месторождениях практически не различаются. Несколько меньшие значения R^2 ($>0,7$) у уравнения $Pn = c/Kn^m$ в связи с влиянием на коэффициенты уравнения глинистости и структуры порового пространства коллектора [3].

Минимальными значениями R^2 (до 0,47 у Юрхаровского месторождения) характеризуется уравнение, связывающее между собой основные ФЕС коллектора – пористость и проницаемость. Именно по уравнению $lgKn_p = a*Kn + b$ сравниваемые месторождения в наибольшей степени различаются между собой, образуя две группы. Группа «Штокмановское-Крапивинское I тип» отличается большей проницаемостью пород при конкретных значениях пористости – свободный член в уравнении (b) (табл.), а также значительным влиянием на проницаемость других, кроме пористости, факторов (невысокий коэффициент « a » в уравнении). В соответствии с теоретической моделью Козени-Кармена [3], такими факторами скорее всего являются больший размер пор и низкая остаточная водонасыщенность коллекторов Штокмановского и Крапивинского (I тип) месторождений.

Таким образом, по результатам проведенного исследования гигантское газоконденсатное Штокмановское месторождение имеет близкие ФЕС с лучшими коллекторами крупного Крапивинского нефтяного месторождения (I тип). Общими показателями этих месторождений являются юрский возраст продуктивных пластов и битуминозные отложения в качестве региональной покрывки.

Литература

1. Взаимосвязь фильтрационно-емкостных свойств и петрофизических параметров юрских отложений Штокмановского месторождения. /В.С. Жуков, Ю.Б. Силантьев, А.В. Дахнов, А.Е. Рыжов //Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. научных трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 108-117.
2. Маргулис Е.А. Факторы формирования уникального Штокмановско-Лудловского узла газонакопления в Баренцевом море //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3.- № 2.
3. Номоконова Г.Г. Петрофизика коллекторов нефти и газа: учебное пособие. – Томск, Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 146 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ПОРОД НА ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ И РЕАЛИЗАЦИЮ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО ЯМАЛА)

А.А. Искоркина, А.В. Власова

Научные руководители профессор В.И. Исаев, доцент Г.А. Лобова

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Введение. В наших работах [1, 2] исследовалось влияние *векового хода температур на поверхности Земли*, а также *неоплейстоценовой мерзлоты* на термическую историю и реализацию нефтегенерационного потенциала материнских баженовских и тогурских отложений южной палеоклиматической зоны Западной Сибири. Получена оценка существенного влияния этих факторов палеоклимата на степень реализации генерационного потенциала нефтематеринских свит.